

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Agosto de 2013
INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN**

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: SAENZ AUDITORES CONSULTORES S.A.

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1955 para desarrollar las actividades de Generación, Transmisión, comercialización y distribución de Energía Eléctrica. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 409.486.371.380 y tiene su sede principal en la ciudad de Tunja. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Febrero 11 de 2013.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Empresa de Energía de Boyacá SA
Sigla	EBSA ESP
Nombre del gerente	Roosevelt Mesa Martínez

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$1.222.818.568.184	\$1.155.946.112.011	5,79%
Activo Corriente	\$241.281.215.138	\$163.422.098.215	47,64%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$311.121.758.529	\$304.226.181.187	2,27%
Inversiones	\$45.776.439.054	\$69.813.094.184	-34,43%
Pasivo	\$270.518.119.057	\$239.222.770.516	13,08%
Pasivo Corriente	\$95.108.000.667	\$62.142.358.590	53,05%
Obligaciones Financieras	\$67.228.169.475	\$87.784.135.576	-23,42%
Patrimonio	\$952.300.449.127	\$916.723.341.495	3,88%
Capital Suscrito y Pagado	\$409.486.371.380	\$409.486.371.380	0,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$1.222.818 millones, presentando un incremento de 5,79% con respecto al año anterior, el aumento del activo estuvo ligado al mayor valor del disponible, específicamente las cuentas de ahorro que se incrementaron en \$ 98.230 millones.

Otros rubros que tuvieron variación importante fueron:

Las inversiones que disminuyeron en 34,43% equivalentes a \$ 24.036 millones las cuales corresponden a la venta de títulos que la empresa poseía en Argos (fuente AEGR)

Los otros activos descendieron \$11.145 millones con respecto a la vigencia 2011, este decrecimiento está reflejado en la disminución de las inversiones dentro del rubro de valorizaciones y un menor valor de derechos en fideicomiso constitución de patrimonio autónomo.

La cuenta deudores tuvo un incremento de 1,54%, equivalente a \$1.173 millones dentro de esta cuenta se evidencian variaciones de forma positiva y negativa de la siguiente manera: la cartera del servicio aumentó \$ 11.973 millones, y los anticipos de entregados reflejan un decrecimiento de \$10.402 millones

La cuenta de propiedad planta y equipo ascendió a \$ 311.121 millones para el año 2012, representando un aumento del 2,27% con respecto a la vigencia anterior, de donde las redes líneas y cables muestran el mayor incremento por \$21.279 millones y las depreciaciones del total del rubro por su naturaleza muestran un descenso de \$20.663 millones.

Los Pasivos aumentaron 13,08% ubicándose en \$ 270.518 millones, dentro del pasivo se evidencia incremento y disminución de cuentas de la siguiente manera:

Las obligaciones financieras decrecieron en \$ 20.556 millones, posicionándose en \$ 67.228 millones para la vigencia 2012.

Las cuentas que tuvieron incremento fueron las cuentas por pagar, Adquisición de Bienes y servicios que pasa de \$7.583 a \$ 21.402 millones reflejando un aumento de \$13.818 millones, los pasivos estimados y provisiones pasaron de \$ 116.313 millones a \$155.830 millones en la vigencia 2012, este valor de ascenso fue producido por una mayor causación de provisiones para pensiones (calculó actuarial de pensiones actuales) en \$24.729 millones y las provisiones para obligaciones fiscales que pasaron de \$18.590 millones a \$29.900 millones

El patrimonio presentó un incremento de \$ 35.577 millones con respecto a 2011, ascendiendo a \$ 952.300 millones en 2012, soportado principalmente en el aumento de los resultados del ejercicio por \$ 15.737 millones, y en las reservas \$ 6.517 millones.

El capital autorizado de la compañía está representado por \$ 50.000.000.000 acciones comunes con un valor nominal de \$ 10 cada una, de las cuales se encuentran suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2012 40.948.637.138 acciones.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 77,9% de los fondos son propios y los 22,1% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$ 365.649 millones, presentando un incremento del 15,35% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en el negocio de comercialización del 16,23% equivalente a \$37.173 millones.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 58,70% de los Ingresos Operacionales, éstos aumentaron un 11,02% con respecto al año anterior, pasando de \$193.325 millones a \$214.635 millones, en donde las compras de energía en bloque y/o a largo plazo, corresponden el 52%, el uso de líneas redes y ductos el 13%, los servicios personales el 9% y las Ordenes de contratos por otros servicios el 10% de los costos de ventas y operación.

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$365.649.272.896	\$316.983.188.723	15,35%
COSTOS OPERACIONALES	\$214.634.764.666	\$193.325.598.196	11,02%
GASTOS OPERACIONALES	\$93.615.262.597	\$68.525.974.333	36,61%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$57.399.245.633	\$55.131.616.194	4,11%
OTROS INGRESOS	\$33.617.617.965	\$21.565.193.673	55,89%
OTROS GASTOS	\$10.677.088.791	\$12.096.833.006	-11,74%
GASTO DE INTERESES	\$6.520.909.116	\$10.134.417.804	-35,66%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$80.339.774.807	\$64.599.976.861	24,37%

Fuente: SUI

Los gastos aumentaron en 29,36%, pasando de \$ 80.623 millones a \$ 104.292 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 60%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 30% quedando los otros gastos con una participación del 10% del total de los gastos de la compañía

Los gastos de administración aumentaron \$ 30.505 millones ubicándose en \$ 62.911 millones de los cuales \$ 51.783 millones corresponden a gastos de personal, \$ 8.181 millones a gastos generales, \$ 2.947 millones a impuestos contribuciones y tasas.

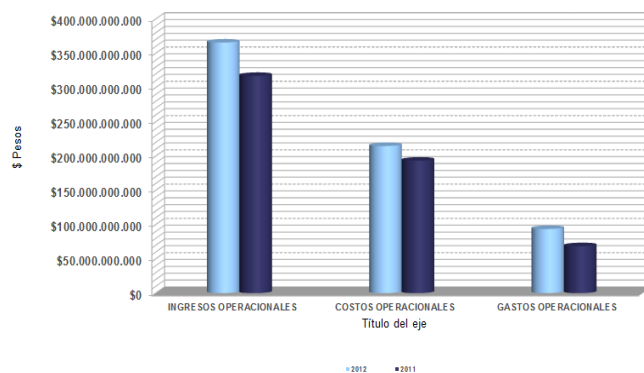
La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento disminuyeron \$ 5.415 millones, ubicándose en \$ 30.704 millones, explicada principalmente por la no causación de provisiones para protección de propiedades planta y equipo la cual para el 2011 fue de \$ 23.511 millones, no obstante se verifica que los rubros que compensan esta disminución fueron la provisión para obligaciones fiscales que ascendió en \$12.855 millones y la provisión para protección de inversiones que se incrementó en \$ 4.155 millones.

En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$ 57.399 millones, teniendo un incremento con respecto al 2011 del 4,11%, evidenciándose principalmente por el aumento de ingresos por el negocio de comercialización.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 20.267 millones presentando un aumento del 159%, soportado por la utilidad en negociación en venta de inversiones por \$ 7.600 millones y por el aumento de otros ingresos financieros que fue de \$ 1.900 millones.

Los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$ 10.677 millones disminuyendo en 11.04% con respecto al año anterior, de los cuales los gastos financieros (intereses y gastos Bancarios) son los de mayor representación con \$ 7.488 millones, seguidos por los otros gastos extraordinarios (Gastos e Medio Ambiente y Gastos en proyecto SAP Dispac) que son de \$ 1.327 millones.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3. Indicadores Financieros

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 2,5 veces, indicador que presenta un descenso de 0,1 veces con respecto anterior, lo que no indica un deterioro importante, dado que se evidencia que la Empresa cuenta con los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo al examinar los Activos corrientes, los cuales en su mayoría están concentrados en disponible, inversiones por certificados a término y deudores, en donde las cuentas por cobrar del servicio son el 14% y los subsidios corresponden al 7%.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un aumento de 6,1 días pasando de 44,1 días en 2011 a 50,2 días en 2012, esta rotación presenta un indicador aceptable para el servicio de energía.

La Empresa tarda 36,4 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 22,1 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 14,3 días, este incremento obedece al mayor valor reflejado en la cuenta de Bienes y servicios,

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 22,1%, en el cual se evidencia un aumento de 1,4% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 20,7%, como consecuencia del crecimiento del rubro de pasivos estimados y provisiones.

Por otro parte el 77,9% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que disminuyó con respecto al 2011, debido al aumento en el nivel de endeudamiento en 2012.

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	2,5	2,6
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	50,2	44,1
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,4	14,3
Activo Corriente Sobre Activo Total	19,73%	14,14%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	22,1%	20,7%
Patrimonio Sobre Activo	77,9%	79,3%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	35,2%	26,0%
Cobertura de Intereses – Veces	19,1	8,6
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	141.124.958.293	92.222.098.177
Margen Operacional	38,6%	29,1%
Rentabilidad de Activos	11,5%	8,0%
Rentabilidad de Patrimonio	15,2%	10,3%

Fuente: SUI

El Pasivo corriente representa el 35,2% del total de los Pasivos, el 64,8% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 25,69% corresponde a obligaciones financieras y el 71% corresponden a pasivos estimados y provisiones.

Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 141.125 millones, el cual presentó un incremento de \$2.666 millones con respecto al año anterior, como consecuencia del crecimiento de los ingresos operacionales en el negocio de distribución

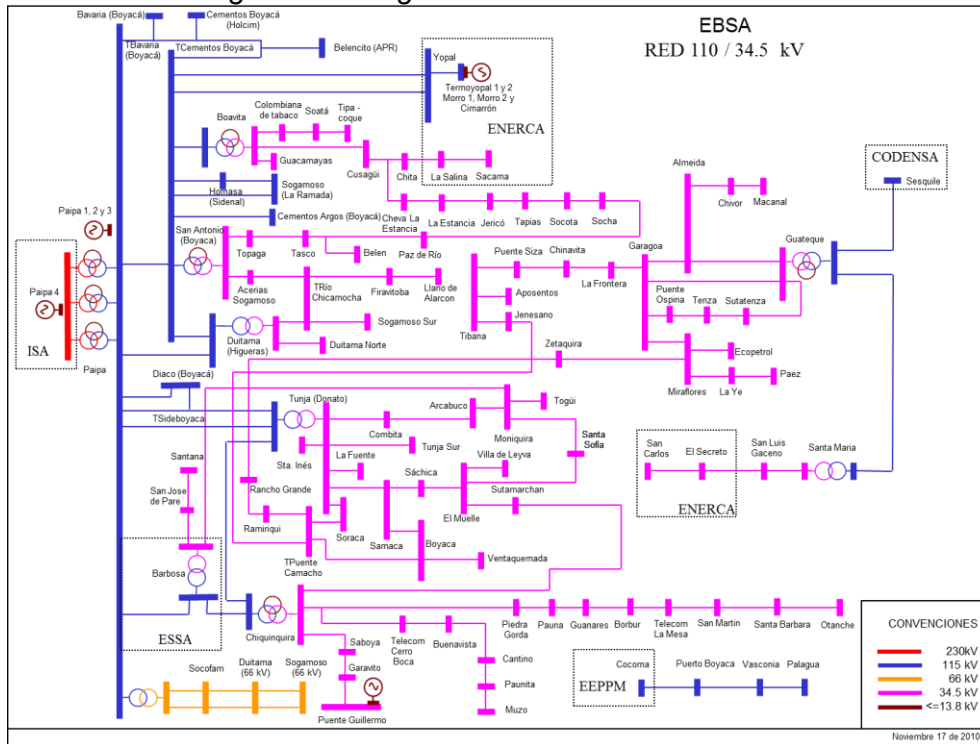
El margen operacional en 2012 fue de 26,2%, presentando un incremento de 9,5% con respecto al año 2011, como resultado del aumento de la utilidad operacional de la Empresa con respecto al 2011, año en el cual el margen operacional fue de 16,7%.

La rentabilidad de los Activos aumento 12,37% con respecto al año anterior ubicándose en 26,6%, la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 31,75% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 77,1% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

En este capítulo se analizarán los aspectos técnicos y operativos de la Empresa de Energía de Boyacá SA ESP – EBSA S.A. ESP durante el año 2012.

Figura 3.1. Diagrama Unifilar EBSA S.A. ESP



Fuente: PARATEC XM

Descripción de la infraestructura

De acuerdo a la información suministrada por la Empresa, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR y de la página del Sistema Único de Información SUI, a continuación se detalla el sistema eléctrico de EBSA S.A. ESP relacionada con las subestaciones, transformadores de potencia, circuitos y transformadores de distribución a 31 de Diciembre 2012:

Fronteras con el STR

En el diagrama unifilar se puede observar el punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional – STN en la subestaciones Paipa – ISA a 230 kV y en las subestaciones Guateque y Santa María a 115 kV.

Subestaciones

EBSA S.A. ESP cuenta con 89 subestaciones consolidando 380 circuitos entre niveles de tensión de 115, 34.5 y 13.2 Kv con las siguiente distribución.

Tabla 3.1. Subestaciones y número de circuitos.

Subestación	Nivel de Tensión kV	No de circuitos	Subestación	Nivel de Tensión kV	No de circuitos
Arcabuco	13.2	5	El Muelle	13.2	2
Boavita	13.2	4	Firavitoba	13.2	5
	34.5	3	Gachantiva	13.2	3

Subestación	Nivel de Tensión kV	No de circuitos	Subestación	Nivel de Tensión kV	No de circuitos
	115	1	Garavito	13.2	2
Boyacá	13.2	2	Guanares	13.2	4
Chiquinquirá	13.2	4	Higueras	13.2	6
	34.5	4		34.5	3
	115	2		115	2
Chita	13.2	2	Hunza	13.2	4
Chitaraque	13.2	4	Iracá	13.2	6
Cusagüi	13.2	3		34.5	2
Dique rio Bamba	13.2	2	Jenesano	13.2	3
Garagoa	13.2	5	Jericó	13.2	2
	34.5	4	Llano de Alarcón	13.2	3
Guacamayas	13.2	3	Maranta	13.2	4
Guateque	13.2	5	Miraflores	13.2	4
	34.5	5	Moniquira	13.2	5
	115	2		34.5	4
La Frontera	13.2	3	Muzo	13.2	3
La Perla	13.2	3	Nariño	13.2	3
La Ramada	13.2	6	Otanche	13.2	3
	34.5	3	Páez	13.2	4
	115	2	Paipa	13.2	5
Labranza grande	13.2	1		34.5	3
Macanal	13.2	3		115	8
Paya	13.2	1	Patriotas	13.2	1
Pisba	13.2	1		13.2	3
Puente Siza	13.2	2	Pauna	13.2	4
	13.2	1	Paunita	13.2	3
Puerto Boy	13.2	4	Paz del Rio	13.2	3
	34.5	3	Piedra Gorda	13.2	2
	115	2	Puente Boyacá	13.2	2
Santa María	13.2	2	Ramiriquí	13.2	3
	34.5	1	Rancho Grande	13.2	4
	115	1	Saboya	13.2	3
Santana	13.2	5	Sáchica	13.2	2
Serviez	13.2	2		13.2	1
Sirata	13.2	5	Samaca	13.2	4
	34.5	2	San Antonio	13.2	4
Sn José de Pare	13.2	3		34.5	4
Soata	13.2	3		115	10
Suta Tenza	13.2	3	San Luis de Gaceno	13.2	3
Tipacoque	13.2	4	San Martín	13.2	4
Togui	13.2	4	Santa Bárbara	13.2	3
Velásquez	13.2	3	Santa Sofía	13.2	3
Almeida	13.2	3	Socha	13.2	3
Aposentos	13.2	3	Socotá	13.2	4
Belén	13.2	3	Sutamarchan	13.2	2
Borbor	13.2	3		13.2	1
Briceño	13.2	3	Tapias	13.2	2
Buenavista	13.2	3	Tasco	13.2	5
Cantino	13.2	3	Tenza	13.2	3
Cheva	13.2	2	Tibaná	13.2	2
Chinavita	13.2	4		13.2	1
Chivor	13.2	2	Topaga	13.2	3
Combita	13.2	3	Umbita	13.2	3
Donato	13.2	8	Venta quemada	13.2	3
	34.5	6	Villa de Leyva	13.2	3
	115	3	Zetaquirá	13.2	4

Fuente: AEGR

3.2 Inversiones

En cuanto a los proyectos de inversión en activos fijos, en la vigencia del año 2012, se tiene el siguiente consolidado, donde se incluyen los activos transformadores de distribución instalados, redes de distribución en kilómetros de red entre ellas las de baja tensión y las de media tensión.

Tabla 3.2. Proyectos de inversión en activos fijos sistema de distribución local 2012.

No proyecto	Nombre	Valor
7800002210	Ampliación y remodelación redes BT veredas caracoles y el oso bajo del municipio de Páez	7,720,539
7800002261	Nuevo centro de carga y ampliación redes rurales vereda castañal sectores varios municipio de campo hermoso	18,081,039
7800002565	Ampliación de red vereda sabana lavaderos sector pajarito	11,376,867
7800003385	Construcción y repotenciación red MT y nuevos centros de carga vda caicedos sector la esmeralda proyecto villa toscana municipio de jenesano	89,457,541
7800003812	Construcción variante red 34.5 kV sector universidad industrial de Santander municipio de Barbosa	23,821,816
7800003828	Construcción red media y baja tensión sector urbano municipio de sutamarchan	26,126,680
7500000149	Repotenciación circuitos 35 kV subestación Donato a subestación Samaca	1,602,774,740
7600000367	Repotenciación y ampliación red media y baja tensión veredas surba y bonza municipio de Duitama	799,300,739
7600000477	Construcción redes MT y BT veredas varias del municipio de chiscas	411,343,435
7600000485	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas varias municipio de boavita	422,783,449
7600000509	Construcción y repotenciación red MT y BT sector casco urbano municipio de Gameza	145,530,648
7600000527	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas paramo galal y abejón municipio de Samaca	422,267,533
7600000534	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas molinos tona curiavaca arriba tibaita umbavita y belén municipio de Almeida	115,077,065
7600000547	Construcción y repotenciación vereda el moral sectores varios municipio de chita	100,918,473
7600000548	Construcción y repotenciación red media y baja tensión veredas salinita santa Ana sectores cascajal y México municipio del espino	147,409,704
7600000552	Construcción y repotenciación redes BT vdas tabor campo grande minachal yopos Buenavista Betania medialuna municipio de Briceño	152,917,786
7600000553	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas centro saurca las puentes soiquia buntia y otenga del municipio de beteitiva	239,451,726
7600000554	Construcción y repotenciación redes de media y baja tensión veredas pire resguardo y tibista municipio de Saboya	350,955,196
7600000559	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda la orduña municipio de Sogamoso	134,725,173
7600000587	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas churuvita tibiaquira guantoque pataguy y ruchical municipio de Samaca	248,476,723
7600000594	Construcción y repotenciación MT y BT veredas pita y chone llano y salitre chicaneca el chuscal quebrada honda municipio de sora	232,360,876
7600000607	Construcción obras civiles para redes subTérreas carrera 10 entre calles 21 a 28 y entre calles 4 a 10a municipio de Chiquinquirá	452,740,968
7600000612	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas dátil la meseta pertiguiz pantano tibacota centro vijagual y muceñita del municipio de macanal	169,451,748
7600000613	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas varias municipio de Boyacá Boyacá	134,856,216
7600000617	Construcción y repotenciación red MT y BT subTérrea y antifraude sector parque principal municipio de Moniquira	158,089,666
7600000620	Construcción y repotenciación redes media y baja tensión vereda guazo municipio de muzo	106,067,998
7600000624	Construcción y repotenciación redes vdas laguneta corregidor patiecitos juan días llano grande y carrizal municipio de chiquiza	359,193,232
7600000626	Repotenciación y ampliación redes media y baja tensión sector urbano del municipio de villa de Leyva	185,383,866
7600000628	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas medios rodeo guarumal bombita batatal bajo y otras municipio de berbeo	140,380,760
7600000632	Construcción y repotenciación circuitos 34.5 kV y 13.2 kV subestación villa de Leyva del municipio de villa de Leyva	673,721,775
7600000635	Construcción y repotenciación redes MT y BT subTérrea sector carrera 11 entre plaza seis de septiembre y el laguito municipio de Sogamoso	552,435,608
7600000641	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas varias municipio de sachica	375,772,328
7600000642	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas varias municipio de togui	124,022,215
7600000650	Construcción redes MT y BT corregimiento san Vicente Monserrate y palo negro municipio de chita	254,659,425
7600000651	Construcción y repotenciación redes MT y BT veredas la paja igua caja minas roncansios saavedras y jupal municipio de gachantiva	219,930,559

No proyecto	Nombre	Valor
760000663	Construcción y repotenciación red BT suBTerránea y antifraude sector parque principal y carrera 4 municipio de chinavita	130,519,152
760000667	Construcción y repotenciación redes MT y BT antifraude vereda centro peña blanca y caserío las mercedes municipio de chiscas	131,959,548
760000671	Repotenciación y ampliación red 13 kV y BT sector urbano y vereda el Carmen municipio de otanche	144,555,238
760000678	Construcción y repotenciación red MT y BT suBTerránea sector parque principal municipio de ramiriqui	123,064,836
760000684	Construcción y repotenciación redes MT y BT vdas Buenavista cucaita centro luna palo blanco municipio de Briceño	204,569,230
760000687	Repotenciación y ampliación redes media y baja tensión vereda arrayanes municipio de tinjaca	163,926,769
760000696	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda parroquita sector agua blanca y salitre municipio de chita	125,100,909
760000704	Construcción y repotenciación redes MT BT vdas y sectores bojirque boquerón capellanía gacal siata sota y supata municipio de venta quemada	256,089,618
760000704	Construcción y repotenc redes MT BT vdas y sectores bojirque boquerón capellanía gacal siata sota y supata municipio de venta quemada	8,377,140
770000241	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda romero municipio de tota	73,431,311
770000256	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda tontogue municipio de san Luis de gaceno	72,833,238
770000260	Repotenciación y ampliación red MT y BT vereda casa blanca circuito 14905 municipio de Chiquinquira	81,089,345
770000263	Repotenciación ampliación y adecuación redes MT y BT en andenes sector urbano municipio de Tunja	110,804,700
770000264	Construcción y repotenciación de circuitos red MT y BT sector colegio nuevo del municipio de Guican	66,783,770
770000265	Construcción y repotenciación redes BT vdas plaza arriba carrizal juntas rincón abajo chitavita barro negro municipio de guayata	50,128,232
770000268	Repotenciación y ampliación red de media y baja tensión vereda la leona municipio de chiscas	117,540,545
770000269	Construcción y repotenciación red MT y BT antifraude y suBTerránea sector edificio sendero municipio de Paipa	98,223,912
770000270	Construcción y repotenciación de redes MT y BT veredas desagadero la venturosa y el salitre municipio de susacon	91,266,176
770000271	Repotenciación y ampliación redes 13kv y red BT vereda santa rosa municipio de maripi	99,948,435
770000277	Construcción y repotenciación red MT y BT suBTerránea y antifraude sector parque principal municipio de corrales	140,118,256
7800002725	Ampliacion redes MTy BT antifraude barrio santa Inés del municipio de toca	24,572,051
7800002753	Construcción redes MT y BT vereda santa bárbara sector tasajeras del municipio de tasco	45,952,083
7800003112	Construcción red MT suBTerránea y montaje de subestación edificio meditropolis ii municipio de Sogamoso	43,436,418
7800003132	Repotenciación y ampliación red baja tensión y estructura de subestación vereda llano grande y amezquita municipio de sotaquira	46,404,640
7800003142	Construcción MT y BT antifraude urbanización villa luz municipio de Páez	17,450,326
7800003486	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda sote y panelas municipio de Motavita	20,948,637
7800003763	Construcción e interconexión red MT vereda quinteba sector la playa municipio de chita	49,770,641
7800003789	Construcción y repotenciación redes media y baja tensión vereda sagra arriba municipio de socha	61,764,570
7800003793	Construcción red MT y nuevos centros de carga sector trapiches veredas guanomito san Jacinto y chapa municipio de san José de pare	49,043,729
7800003796	Construcción redes MT y BT antifraude vereda moral alto sector minas de carbón municipio de chivata	34,920,357
7800003808	Construcción y repotenciación redes BT veredas chorro blanco porvenir runta la hoya y barón gallero del municipio de Tunja	44,846,651
7800003810	Repotenciación y ampliación redes MT y BT vereda guayacán sector peña municipio de chitaraque	42,455,889
7800003819	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda ayata morro arriba y sector urbano municipio de Miraflores	56,951,127
7800003827	Repotenciación y ampliación redes MT y BT veredas tota y romero municipio de tota	30,608,671
7800003830	Construcción redes MT y BT suBTerránea urbanización el trébol municipio de Sogamoso	28,617,312
7800003830	Construcción redes MT y BT suBTerránea urbanización el trébol municipio de Sogamoso	11,245,237
7800003833	Construcción y repotenciación redes MT y BT nuevo centro de carga vereda el salitre sectores escuela y acopio lechero municipio de sotaquira	14,816,601
7800003834	Construcción y repotenciación redes BT vdas agua blanca la escuela el aliso el papayo alto de Murcia municipio de tuta	38,564,556
7800003839	Repotenciación y ampliación red BT vereda chirata municipio de turmequé	8,714,370
7800003841	Construcción redes MT suBTerránea y montaje de subestación centro de atención renal ambulatorio yarmuk center municipio de Duitama	40,557,519
7800003845	Construcción y repotenciación redes MT y BT antifraude conjunto residencial el bosque municipio de Sogamoso	-

No proyecto	Nombre	Valor
7800003847	Construcción red baja tensión antifraude sectores urbanización san Nicolás y coliseo municipio de ciénaga	11,017,142
7800003849	Construcción red media tensión y montaje transformador vereda ucuenga vía campanas municipio de Nobsa	10,413,806
7800003854	Construcción redes MT suBTerránea y montaje de subestación centro profesional escala municipio de Tunja	36,791,770
7800003857	Repotenciación y ampliación redes MT y BT barrio el progreso municipio de Duitama	31,799,518
7800003858	Construcción redes MT y BT antifraude urbanización juan diego del municipio de guayata	22,985,516
7800003860	Repotenciación y ampliación circuito 14795 vereda el volcán sector perfilar municipio de Paipa	39,172,720
7800003871	Construcción y repotenciación redes BT vereda runta abajo sector colegio inmaculada municipio de Tunja	26,369,431
7800003883	Repotenciación y ampliación redes MT y BT sector monquirá nodos 4572 al 22568 municipio de Sogamoso	21,658,307
7800003904	Construcción y repotenciación red MT y BT vereda primera chorrera sector el papayo municipio de Sogamoso	31,864,454
7800003906	Repotenciación y ampliación redes MT y BT vereda tapias del municipio de Raquira	54,645,220
7800003967	Construcción y repotenciación circuito de 13 kV y BT vereda Varela sector planta de agua potable municipio de Chiquinquirá	55,943,884
7800003974	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda bosigas centro sector siderúrgica municipio de sotaquirá	22,247,069
7800003995	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda el roble sector fac municipio de villa de Leyva	34,907,555
7800003996	Construcción redes MT y BT vereda pigua sector antenas municipio de Tunja	82,294,045
7800003997	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda cunuca sector paso grande municipio de toca	41,433,120
7800003998	Construcción y repotenciación redes MT y BT antifraude vereda voto sector Monserrate municipio de Samaca	35,559,823
7800004035	Repotenciación y ampliación redes media y baja tencion nuevo centro de carga urbanización guanary y sector la capilla municipio de villa de Leyva	30,657,963
7800004042	Repotenciación y ampliación de 13.2 kV circuito 14647 y BT municipio de Monquirá	64,853,698
7800004043	Construcción red baja tensión antifraude urbanización villa maria del municipio de pesca	19,737,182
7800004047	Repotenciación y ampliación redes MT y BT vereda usamena sector minas holcim municipio de iza	34,080,170
7800004048	Construcción y repotenciación redes MT y BT antifraude barrio colegio simón bolívar sector talleres municipio de Duitama	25,694,406
7800004049	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda san Antonio municipio de Mongui	28,343,236
7800004050	Repotenciación y reubicación línea 34.5 kV sector urbanización eco del rio municipio de jenesano	20,314,004
7800004051	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda foraquira sector tierra amarilla del municipio de jenesano	17,549,877
7800004054	Construcción y repotenciación redes BT antifraude sector cárcel municipal de Tunja	16,010,317
7800004055	Construcción redes MT y BT antifraude urbanización san José municipio de jerico	17,402,191
7800004056	Construcción redes MT y BT vereda curital sector minas de carbón municipio de socha	23,066,798
7800004059	Construcción y repotenciación red BT vereda corinto municipio de pajarito	9,253,877
7800004067	Construcción redes MT y BT vereda pedregal y centro sectores varios municipio de sutamarchan	35,675,100
7800004068	Construcción y repotenciación redes MT y BT antifraude urbanización sanhoa sector urbano municipio de Mongui	20,141,554
7800004070	Construcción y repotenciación redes MT y BT antifraude sector fábrica de mangueras y centro de acopio lechero salida a cerínza municipio de belén	35,690,992
7800004072	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda piranguata sector la cueva del chulo municipio de jenesano	19,481,876
7800004073	Construcción y repotenciación redes MT y BT antifraude vereda resguardo sector santa helena municipio de Raquira	35,469,660
7800004080	Construcción y repoten redes MT vda modeca pozos petroleros corrales 2 y 3 mpio de corrales y vda bado castro municipio de topaga	57,000,833
7800004110	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda casa blanca sector hotel del municipio de sora	29,025,990
7800004146	Construcción redes MT y BT antifraude urbanización caminos de santana del municipio de Nobsa	18,243,807
7800004148	Construcción redes BT antifraude urbanización el portal de guaquida municipio de Nobsa	24,126,511
7800004149	Construcción redes my y BT antifraude urbanización colinas de guaquida 1 municipio de Nobsa	35,758,454
7800004155	Construcción interconexión circuito Motavita libertador y circuito iguaque del municipio de Tunja	35,214,528
7800004164	Construcción red BT antifraude nodo 31300 sector urbano del municipio de paya	11,881,125
7800004202	Construcción y repotenciación red MT suBTerránea sector parque principal municipio de Almeida	50,651,070
7800004218	Construcción redes MT y BT suBTerránea urbanización robledales sector parque residencial barrio los Alpes etapa final del municipio de Duitama	51,725,548

No proyecto	Nombre	Valor
7800004232	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda vijagal y sector urbano municipio de labranza grande	57,475,553
7800004247	Repotenciación y ampliación redes BT sector la hacienda del municipio de tasco	32,574,335
7800004271	Construcción y repotenciación redes media y baja tensión veredas funcial y pajales sector trapiches municipio de togui	9,275,524
7800004291	Repotenciación y construcción redes MT y BT urbanización girasoles municipio de corrales	32,534,094
7800004313	Construcción y repotenc redes MT y BT vda pedregal sectores el banco mesa chiquita santa bárbara sectores los tanques municipio de tasco	62,167,511
7800004314	Repotenciación y traslado de red de MT y subestación nodo 17826 sector casco municipio de tasco	13,410,306
7800004315	Construcción redes MT y BT sector rural ciudadela artesanal municipio de Paipa	71,540,589
7800004317	Construcción redes suBTerráneas obras civiles sector plaza de mercado municipio de Duitama	47,385,604
7800004323	Repotenciación red MT y reubicación subestación planta trefiladora de alambres sector parque industrial municipio de Sogamoso	31,665,415
7800004324	Repotenciación y ampliación redes MT y BT urbanización villa teresa municipio de villa de Leyva	37,704,915
7800004326	Construcción y repotenciación redes media y baja tensión vereda usillo sector minas municipio de chinavita	13,471,845
7800004327	Construcción redes MT y BT antifraude vivienda de interés social mirador de la esperanza municipio de Duitama	35,828,123
7800004328	Construcción redes MT y BT vereda sagra abajo sector cotamo minas de carbón del municipio de socha	12,919,539
7800004330	Construcción redes MT suBTerránea y montaje de subestación edificio céntrico municipio de Tunja	7,915,776
7800004346	Construcción red BT barro negro sativa del municipio de Paipa	6,000,775
7800004347	Construcción red BT vereda la lajita del municipio de Tunja	1,044,119
7800004366	Construcción y repotenciación redes MT y BT vereda la estancia sector cheva municipio de Jericó	34,855,833
7800004368	Construcción redes MT y BT antifraude sectores barrio la plazuela y parque principal del municipio de soata	61,192,010
7800004471	Construcción red antifraude barrio la alameda nodo 4798 del municipio de Sogamoso	6,881,215
7800004494	Construcción red media y baja tensión vereda la caldera y los tunjos del municipio de sativasur	57,797,856
7800004496	Construcción red media y baja tensión circuito 14744 vereda coscativa sector del tambor municipio de socota	16,791,227
7800004497	Construcción y repotenciación red media tensión y transformadores vereda los tunjos sector el rincón municipio de sativasur	28,255,079
7800004664	Construcción red media y baja tensión suBTerránea nuevo centro de carga conjunto residencial parques de florencia mpio de Duitama	31,409,323
7800004665	Construcción red MT y BT antifraude enmanuel municipio de Sogamoso	13,211,938
7800004733	Construcción redes media y baja tensión antifraude vereda el roble urbanización los sauces municipio de villa de Leyva	19,556,568
7800004734	Construcción redes media y baja tensión vereda el vijal sector minas de carbón municipio de san mateo	34,174,624
7800004922	Construcción red MT y BT urb el progreso municipio de cucaita y urbanización asovivir y vte 13 kV vda el roble sector osada mpio de villa de Leyva	107,827,184
7800005090	Construcción red MT y BT urbanización la milagrosa de santa maria, san Rafael, bonanza de garagoa nodo 26305 zetaquira transf vda el usillo chinavita	43,546,380

Fuente: AEGR

De forma consolidada relacionamos los grupos de activos ya mencionados en el archivo anterior, donde el activo redes de baja tensión representa el 57% del valor total, siendo este el de mayor representación en las inversiones ejecutadas en la vigencia del 2012.

Tabla 3.2. Activos transformadores de distribución 2012.

Activo	Número de equipos	Valor
Transformadores De Distribución Instalados	170	\$ 519,946,799

Fuente: AEGR

Tabla 3.3. Activos redes de transmisión del SDL 2012.

Activo	Km red instalada	Valor
Redes de transmisión		
Media tensión	212.6	\$ 5,802,087,306
Baja tensión	640.2	\$ 8,544,089,159
Total	852.8	\$ 14,346,176,465

Fuente: AEGR

3.3 Mantenimiento y operación

Para la vigencia del año 2012, a continuación se relacionan las acciones programadas y ejecutadas establecidas dentro del Plan Anual de Mantenimiento para la vigencia en mención, de las cuales de acuerdo con la criticidad de los eventos se establece las intervenciones o reprogramaciones de las mismas dependiendo de la viabilidad de la operación, dando como resultado un promedio del 95.7% en el cumplimiento de dichas programaciones del sistema de mantenimiento preventivo:

Tabla 3.4. Intervenciones del sistema 2012.

Nivel de tensión	Sistema programado	Porcentaje de cumplimiento
Nivel de tensión 2	Líneas Zona Centro	100.0%
	Líneas Zona Norte	100.0%
	Líneas Zona Occidente	100.0%
	Líneas Zona Oriente	100.0%
	Líneas Zona Pto Boyacá	100.0%
	Líneas Zona Ricaurte	100.0%
	Líneas Zona Sugamuxi	93.3%
	Líneas Zona Tundama	100.0%
Nivel de tensión 3	Líneas operación	84.6%
Nivel de tensión 4	Líneas operación	75.0%
comunicaciones	equipos de comunicación	82.7%
Nivel de tensión 3	Planes Sub Estaciones	100.0%
Nivel de tensión 4	Planes Sub Estaciones	100.0%
Nivel de tensión 3	Planes Subestaciones Atendidas	100.0%
Nivel de tensión 3	Planes Subestaciones NO Atendidas	100.0%
	Total general	95.7%

Fuente: AEGR

En relación a los consolidados de ejecución de mantenimiento establecidos en el Plan de Anual de Mantenimiento, se observa un incremento del 1.3% frente a los reportes de cumplimiento de la vigencia del 2011, donde se pasó del 94.4% de cumplimiento al 95.7% reportado en la vigencia del año 2012.

De acuerdo con la planeación establecida se registró 1,911 programaciones las cuales se desarrollan en cada una de las zonas y sistemas tanto en líneas como en subestaciones, así mismo se tiene incluidos los sistemas de comunicación que se relacionan con los comandos de equipos de tele medida y control.

Tabla 3.4. Acciones programadas de mantenimiento 2012

Nivel de tensión	Sistema programa do	E n e	F e b	M a r	A b r	M a y	J u n	J u l	A g o	S e p	O c t	N o v	D i c	Total general
N2	Líneas Zona Centro	5	25	26	29	21	11	17	40	22	16	3	32	247
	Líneas Zona Norte	3	2	3	5	6	1	5	7		5	7	4	48
	Líneas Zona Occidente	6	47	43	45	44	44	44	44	44	44	44	44	493
	Líneas Zona Oriente	3	4	5	4	6	4	3	4	3				36
	Líneas Zona Pto Boyacá	5	5	5	5	5	4	2	2	1	3	3	3	43
	Líneas Zona Ricaurte				4	8	11	2	1	7	12	12	13	70
	Líneas Zona Sugamuxi	2	3	1	3	3	2	5	5	3	5	9	4	45
	Líneas Zona Tundama	24	4	2	21	6	2	43		19	21			142
N3	Líneas	6	3	12	12	11	3		3			2		52

Nivel de tensión	Sistema programado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
	operación													
N4	Líneas operación	2			3		6	2	3					16
Comunicaciones	equipos de comunicación	5	8	18	18	21	23	14	6	4	11	5		133
N3	Planes Sub Estaciones		1		2				2					5
N4	Planes Sub Estaciones	4	3	2	24	14		9	9	3	9			77
N3	Planes Subestaciones Atendidas	4	5	2	19	6	4	4	7	1	3			55
N3	Planes Subestaciones NO Atendidas	33	56	28	29	45	27	78	52	22	35	35	9	449
	Total general	102	166	147	223	196	142	228	185	129	164	120	109	1,911

Fuente: AEGR

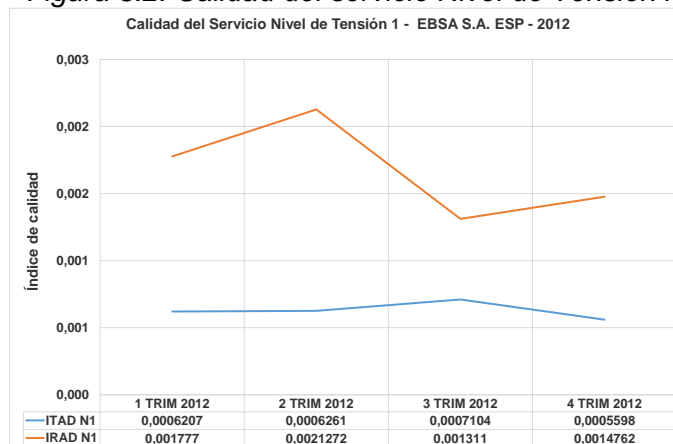
3.4. Calidad del Servicio

El IRAD es el índices de referencia de discontinuidad, si el Índice trimestral agrupado de discontinuidad - ITAD está por debajo del IRAD y su valor tiende a cero, se evidencia una mejora de la calidad del servicio; si por el contrario, el ITAD supera el IRAD se evidencia un deterioro de la calidad del servicio. Estos indicadores se miden para el nivel de tensión 1 y para el nivel de tensión 2 y 3 de manera agregada

EBSA S.A. ESP ingreso al esquema de incentivos y compensaciones, el 1 de abril de 2011 y la resolución CREG 168 de 2010, estableció los índices de referencia de discontinuidad IRAD para el sistema de distribución local – SDL operado por EBSA S.A. ESP.

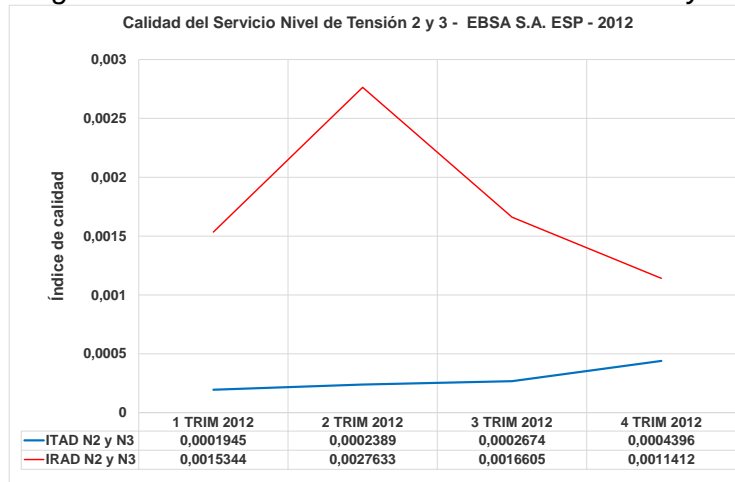
El comportamiento del indicador ITAD vs IRAD en los niveles de tensión 1 y 2 - 3 agregado han estado por debajo del índice de referencia IRAD. Lo que evidencia que la calidad del servicio ha estado dentro de los estándares de calidad referenciados en la regulación vigente.

Figura 3.2. Calidad del servicio Nivel de Tensión I



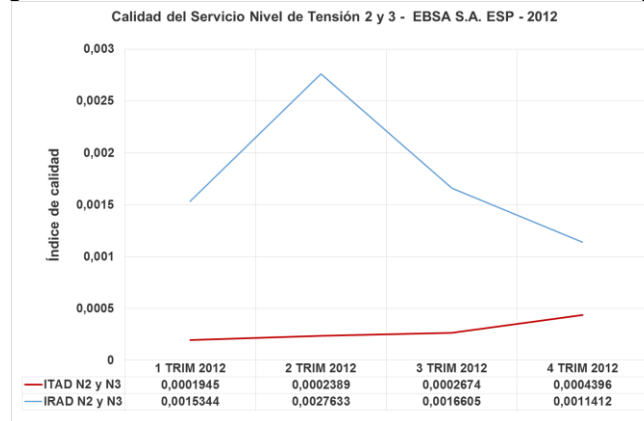
Fuente: SUI

Figura 3.3. Calidad del servicio Nivel de Tensión II y III



Fuente: SUI

Figura 3.3. Calidad del servicio Nivel de Tensión II y III



Fuente: SUI

4. ASPECTOS COMERCIALES

Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	350.408	91.16%
Total No Residencial	33.971	8.84%
Total Suscriptores	384.379	100.00%

Fuente: SUI

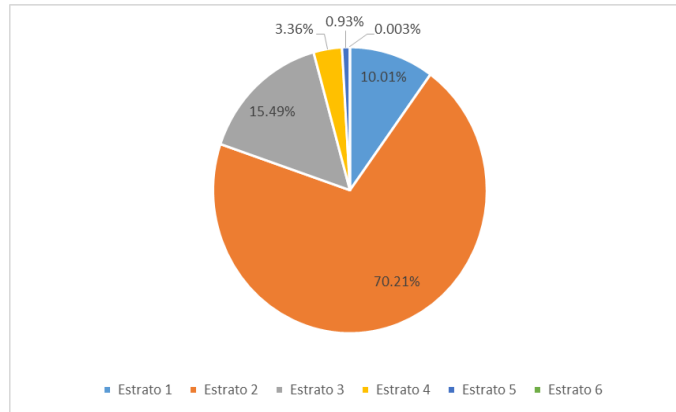
En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Empresa de Energía de Boyacá para el año 2012 es de 384.379, de los cuales el 91.2% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	35.079	10.01%
Estrato 2	246.013	70.21%
Estrato 3	54.295	15.49%
Estrato 4	11.769	3.36%
Estrato 5	3.242	0.93%
Estrato 6	10	0.003%

Fuente: SUI

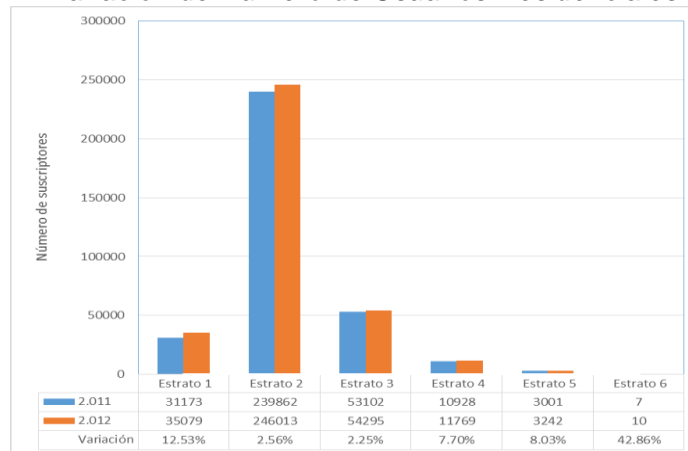
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 70.2% de los usuarios pertenece al estrato 2, el 15.5% al estrato 3 y el 10% al estrato 1.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

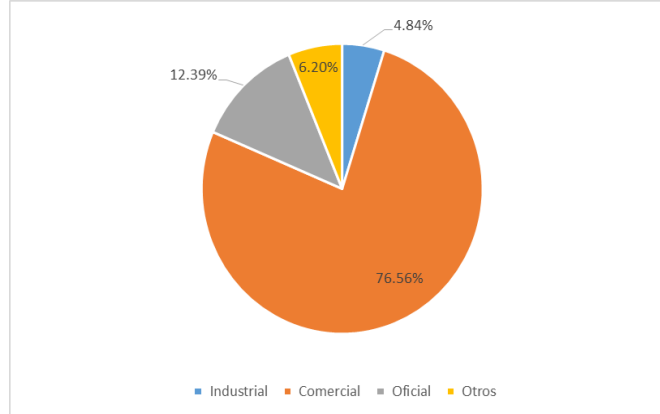
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior en todos los estratos. Los mayores incrementos se dieron en el estrato 6 con el 42.9% y en el estrato 1 con el 12.5%.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	1.645	4.84%
Comercial	26.009	76.56%
Oficial	4.210	12.39%
Otros	2.107	6.20%

Fuente: SUI

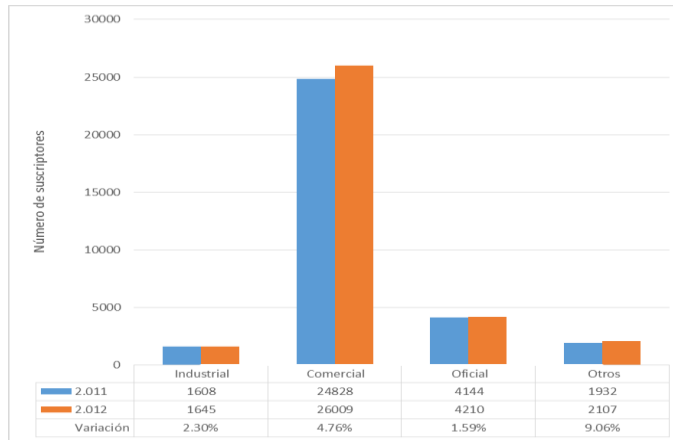
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 76.6% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial, con el 12.4%. El menor porcentaje corresponde al sector Industrial con el 4.8%.

Gráfica 4.1.4 Variación de Usuarios No Residenciales Por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector otros con el 9.1%, y en el sector comercial, con el 4.8% de incremento anual.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento		2011	2012
BOYACA	Estrato 1	31.098	34.995
	Estrato 2	239.357	245.494
	Estrato 3	53.006	54.191
	Estrato 4	10.927	11.768
	Estrato 5	3.001	3.242
	Estrato 6	5	8
	Industrial	1.606	1.640
	Comercial	24.808	25.989
	Oficial	4.109	4.173
	Otros	1.927	2.099

Fuente: SUI

De la Tabla 4.1.4 se concluye que el 99.8% de los usuarios de la Empresa de Energía de Boyacá están ubicados en el departamento de Boyacá.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Estrato 1	2.737.327	35.079	1.28%
Total Estrato 2	4.317.969	246013.00	5.70%
Total Estrato 3	2.375.182	54295.00	2.29%
Total Estrato 4	746.906	11769.00	1.58%
Total Estrato 5	290.667	3242.00	1.12%
Total Estrato 6	181.398	10.00	0.01%
Total Industrial	46.971	1645.00	3.50%
Total Comercial	627.674	26009.00	4.14%
Total Oficial	53.919	4210.00	7.81%
Total Otros	39.970	2107.00	5.27%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 7.8%, al estrato 2 con el 5.7% y a otros con el 5.2%.

Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector

Sector	Kwh	Participación
Total Residencial	332.614.711	57.08%
Total No Residencial	250.098.652	42.92%
Total Suscriptores	582.713.363	100.00%

Fuente: SUI

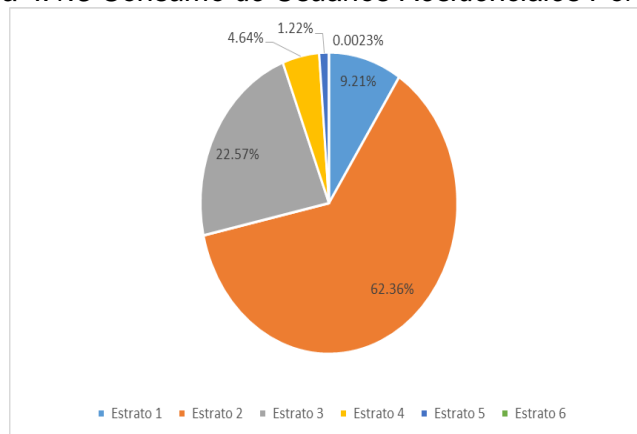
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía de Boyacá para el año 2012 es de 582.713.633 Kwh, de los cuales el 57.1% corresponde al sector residencial, y el restante 42.9% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	30.628.830	9.21%
Estrato 2	207.415.168	62.36%
Estrato 3	75.070.486	22.57%
Estrato 4	15.440.947	4.64%
Estrato 5	4.051.567	1.22%
Estrato 6	7.713	0.0023%

Fuente: SUI

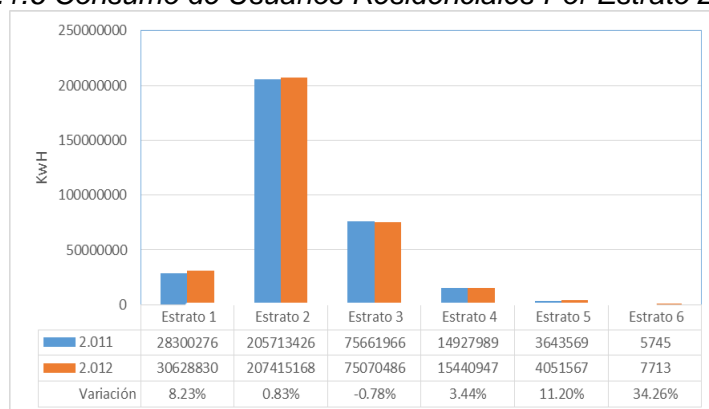
Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 62.4% del consumo de energía corresponde a usuarios del estrato 2, el 22.6% a usuarios del estrato 3, y el 9.2% a usuarios del estrato 1.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

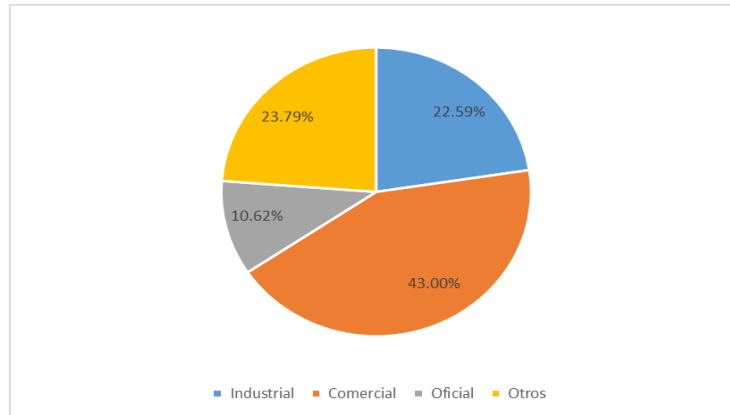
En la Gráfica 4.1.6 se observa que en todos los estratos, exceptuando el estrato 3, aumentó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Los mayores incrementos se presentaron en el estrato 6 con el 34.3% y en el estrato 5 con el 11.2%.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kwh	Participación
Industrial	56.489.458	22.59%
Comercial	107.551.105	43.00%
Oficial	26.560.587	10.62%
Otros	59.497.502	23.79%

Fuente: SUI

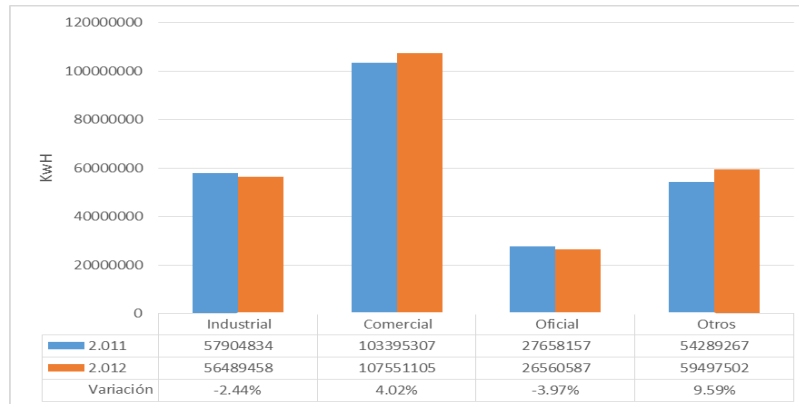
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 43% corresponde al sector comercial, seguido de otros con el 23.8% y del sector industrial con el 22.6%.

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

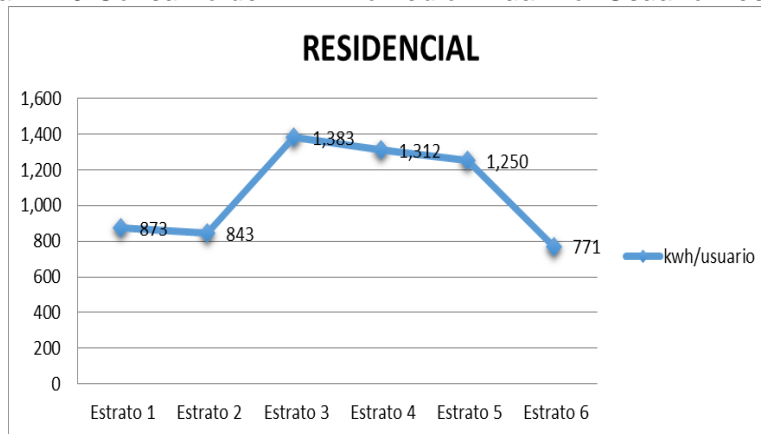
En la Gráfica 4.1.8 se observa que en los sectores otros y comercial se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior, en el 9.6% y el 4% respectivamente. Los sectores oficial e industrial bajaron su consumo en el año 2012.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario

Estrato	Número de suscriptores	KwH	kwh/usuario
Estrato 1	35,079	30,628,830	873
Estrato 2	246,013	207,415,168	843
Estrato 3	54,295	75,070,486	1,383
Estrato 4	11,769	15,440,947	1,312
Estrato 5	3,242	4,051,567	1,250
Estrato 6	10	7,713	771
Sector	Número de usuarios	KwH	kwh/usuario
Industrial	1,645	56,489,458	34,340
Comercial	26,009	107,551,105	4,135
Oficial	4,210	26,560,587	6,309
Otros	2,107	59,497,502	28,238

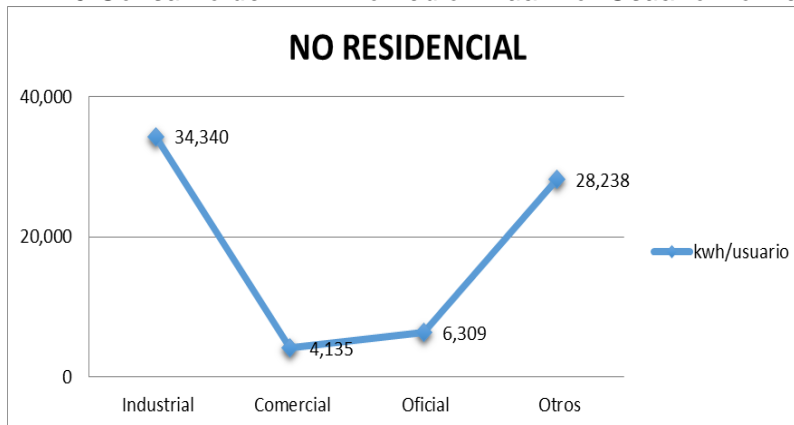
Fuente: SUI

Gráfica 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

Gráfica 4.1.10 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	BOYACA	CASANARE	CUNDINAMARCA	SANTANDER
Estrato 1	30.589.342		14.518	24.970
Estrato 2	207.127.124		6.618	281.426
Estrato 3	74.962.820			107.666
Estrato 4	15.440.516			431
Estrato 5	4.051.567			
Estrato 6	7.687			26
Total Residencial	332.179.056		21.136	414.519
Industrial	54.403.401	2.086.057		
Comercial	107.500.158			50.947
Oficial	26.497.701		3.228	59.658
Otros	59.301.618	93.656	1.085	101.143
Total No Residencial	247.702.878	2.179.713	4.313	211.748

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.10 puede verse que el 99.9% del consumo residencial corresponde al departamento de Boyacá. En el departamento del Casanare la empresa tiene consumos en su gran mayoría en el sector industrial.

Tabla 4.1.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Estrato 1	4.407.223.508	30.628.830	0.69%
Total Estrato 2	6.109.402.080	207.415.168	3.40%
Total Estrato 3	3.964.116.282	75.070.486	1.89%
Total Estrato 4	1.453.637.917	15.440.947	1.06%
Total Estrato 5	710.278.398	4.051.567	0.57%
Total Estrato 6	680.918.417	7.713	0.001%
Total Industrial	10.065.526.292	56.489.458	0.56%
Total Comercial	7.060.243.373	107.551.105	1.52%
Total Oficial	1.079.445.070	26.560.587	2.46%
Total Otros	1.984.751.818	59.497.502	3.00%

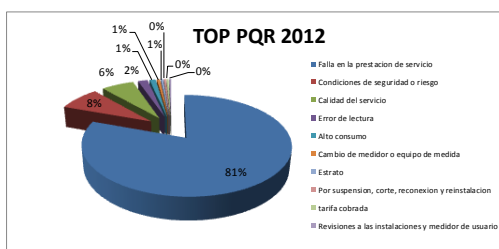
Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.11 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 2 con el 3.4%, a otros con el 3% y al sector oficial con el 2.5%.

Atención al cliente

Detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa. .

AÑO	CAUSAL	CANTIDAD
	Falla en la prestación de servicio	59.405
	Condiciones de seguridad o riesgo	5.906
	Calidad del servicio	4.535
	Error de lectura	1.349
	Alto consumo	857
	Cambio de medidor o equipo de medida	443
	Estrato	351
	Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	301
	tarifa cobrada	299
	Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	282
	TOTAL	73.728



4.2. Análisis tarifario

4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

Componente de Pérdidas

En diciembre de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió las Resoluciones:

- CREG 172 de 2011, a través de la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local –SDL.
- CREG 173 de 2011, que modifica la fórmula tarifaria general, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional –SIN.
- CREG 174 de 2011, la cual modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización.

Con la Resolución CREG 172 de 2011, se definió la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en baja tensión, y las condiciones para que las empresas de distribución presenten los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

La remuneración de los planes de reducción de pérdidas, será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1, superiores a las reconocidas. Los planes deben ser ejecutados por los operadores de red (OR), los cuales deben solicitar a la CREG su aprobación; tendrán una vigencia de cinco (5) años.

En los mercados de comercialización donde se presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1 inferiores a las reconocidas, los OR deben presentar a la Comisión un estudio para la aprobación del índice de pérdidas de este nivel, en un plazo no superior a 30 días.

El operador que incumpla con las metas propuestas en su plan, deberá devolverles a los usuarios una parte o la totalidad de los recursos recibidos por este concepto.

La Resolución CREG 173 de 2011 establece que a partir de su expedición y hasta que se aprueben los planes de reducción de pérdidas señalados en la Resolución CREG 172 de 2011, los valores de la variable $IPR_{n,m,j}$ corresponden a los vigentes en cada mercado de comercialización.

Los valores vigentes al momento de expedición de la Resolución CREG 173 de 2011 corresponden a los valores de la variable $PR_{n,j}$, calculados con base en lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tomando como referencia los valores de las variables $P_{j,n}$ aprobados para cada mercado de comercialización.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el índice de pérdidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, será aprobado en resolución particular tanto para las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como para las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en estas resoluciones reemplazarán los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

En conclusión, desde la aprobación de la Resolución CREG 173 de 2011 y hasta que se apruebe el índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ corresponderá a 12,75%; una vez aprobado el índice $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ se calculará con base en el índice aprobado.

De otra parte, se señala que a partir de la expedición de la Resolución 173 de 2011 el factor $IPRSTN_{m-1}$ corresponde al calculado con base en lo establecido en la Resolución CREG 039 de 1999.

Componente de Transmisión

Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en su página web, el valor del componente de Transmisión de los meses de junio y julio, en consideración a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 157 de 2011, artículo 28:

“(...) Artículo 28. Publicación de cargos estimados. A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible. (...)”.

Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m , en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta Superintendencia en la Publicación de tarifas realizadas por los prestadores.

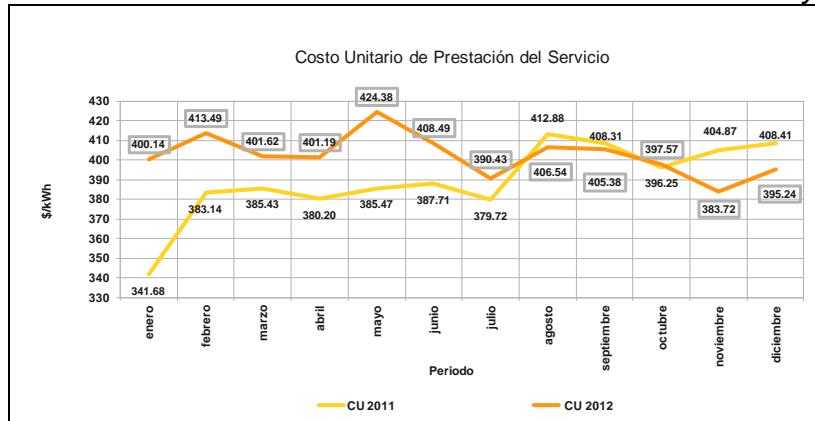
Actualización del Costo Anual del Nivel de Tensión 4

Por otra parte, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, expidió las Resoluciones CREG 079 de 2012, mediante las cuales aprobaron la solicitud de Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., en relación con la actualización del costo anual del nivel de tensión 4 por la entrada en operación comercial del tercer transformador en la Subestación Paipa 230/115 kV.

4.2.2. Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio

En la gráfica 4.2.1., se observa la evolución del costo unitario de prestación del servicio mes a mes para los años 2011 y 2012.

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2011 y 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

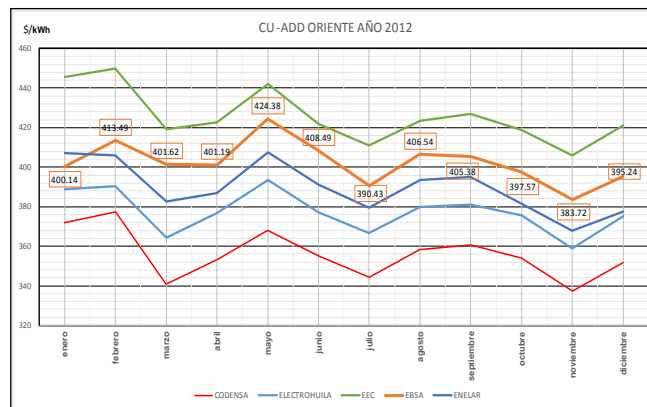
Al finalizar los años 2011 y 2012, se presenta una variación del CU del 3,30%, motivado por el incremento especialmente en la componente de generación al incrementarse en promedio de 121,09 \$/kWh a 128,52 \$/kWh.

Las componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 85.0%.

Información sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Oriente

El Costo Unitario de Prestación del Servicio para el año 2012 se muestra en el gráfico 4.2.2, donde puede observarse que la EBSA S.A. E.S.P., presenta uno de los CU más altos dentro de las empresas que conforman la ADD Oriente (Resolución 182306 del Ministerio de Minas y Energía).

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Oriente Año 2012



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Oriente

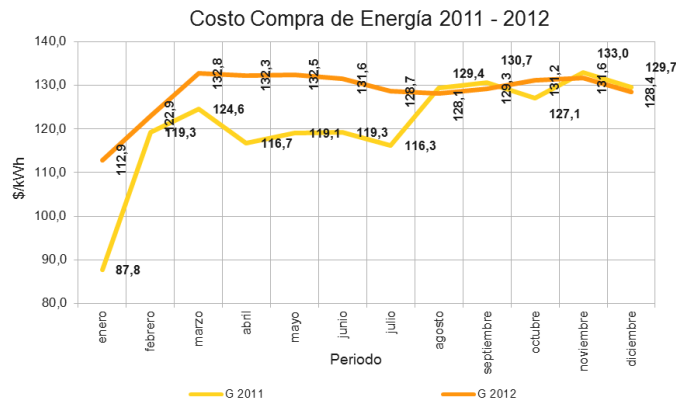
De conformidad con el comportamiento del Dtun de la ADD Oriente, la empresa durante el año 2012 aplicó lo dispuesto en la Resolución CREG 168 de 2008, tratado de minimizar el impacto de incrementar las tarifas entre un mes y otro de manera abrupta y súbita para los usuarios, dado que las tarifas en algunos periodos se incrementan o disminuyen, tal como se muestra en la sección 4.2.3.

Componente Generación, G

La componente de generación representa el costo de compra de energía que realiza el comercializador en mercado mayorista, la variación de la misma esta dado especialmente a los precios de Bolsa de Energía como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo que tiene la empresa.

En la siguiente gráfica se puede apreciar que la componente de generación tiene una tendencia constante, que osciló entre un valor máximo de 132,79 \$/kWh y un mínimo de 112,87 \$/kWh, es decir que el rango de variación estuvo entre los 20 \$/kWh, así mismo se nota un aumento en enero de 2012 que representó una variación de 29% en relación con mayo del 2011.

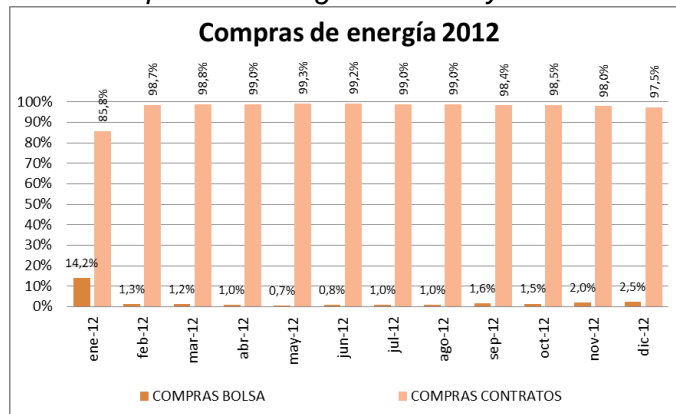
Gráfica 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

El anterior comportamiento está directamente ligado con la compra de energía en contratos y bolsa que se relaciona a continuación:

Gráfica 4.2.4. Compras de Energía en Bolsa y Contrato Año 2012



Fuente: Publicación XM -Neón

La empresa en el año 2012 estuvo expuesta a bolsa a partir de febrero, en un promedio de 1,3% de su demanda y en contratos en un 97,6%, razón por la cual su componente de generación para este año se mantuvo constante.

Componente de Transmisión, T

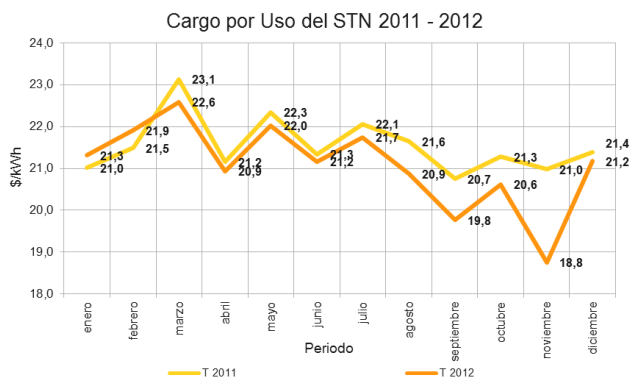
El cargo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica 4.2.5., muestra el valor de T empleado por el prestador dentro del CU, valor que se actualiza con el Índice de Precios al Productor y varía mensualmente por la demanda nacional.

Se señala nuevamente, que a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011 y de acuerdo con lo publicado por el LAC, en Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, esto es la información de los cargos propios del mes donde se calculan las tarifas.

En términos generales el valor del componente T, durante el año 2012, tuvo una tendencia a la baja, con respecto a los valores que calculó el LAC para el año 2011.

El valor del componente T, empleado por el prestador durante los meses de los años 2011 y 2012, se muestran en la siguiente gráfica (4.2.5.):

Gráfica 4.2.5. Componente de Transmisión Año 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP – Cálculo T 'XM*

Componente de Distribución, D

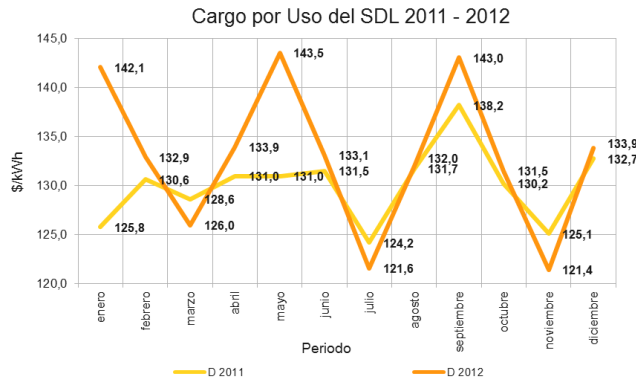
Esta componente corresponde al costo por uso del Sistema de Transmisión Regional STR, el cual está compuesto por los transformadores de conexión al STN y las líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 y Sistema de Distribución Local SDL, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional.

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., se encuentra integrada dentro del área de distribución Oriente desde el año 2009, en conjunto con Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca E.S.P., Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P.

Como se observa en la siguiente gráfica, los picos de aproximadamente 20 \$/kWh, que presenta el cargo por uso del SDL, tiene una alta incidencia en el costo unitario final, dado a que la componente de distribución, en el mercado Boyacá, representa aproximadamente un 33% del CU, sin embargo, este comportamiento es el resultado de la aplicación del cargo único del área.

A continuación se muestra la evolución de la componente de distribución para el año 2012, en la gráfica 4.2.6.:

Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución Año 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP - Cálculo de XM ADD Oriente*

Ahora bien, se considera importante reseñar la verificación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM que se efectúa para los operadores de red y transmisores del país, en el cual se describe lo concerniente a Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Según lo dispuesto en el artículo 15°, numeral 13 del Decreto 990 de 2002, corresponde a la DTGE, vigilar la correcta aplicación del régimen tarifario para energía eléctrica que señalen las Comisiones de Regulación.

En este sentido, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante resolución CREG 051 de 2010 modificada por la Resolución CREG 24 de 2012, estableció la obligación a los OR de entregar la información referente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM a esta Superintendencia en los siguientes términos:

"Artículo 5. Modificación del artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010. Se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010, el cual quedará así:

"Artículo 3. Fecha de Entrega de Información de AOM. Los Operadores de Red deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de abril de cada año, la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución.

La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada para efectos de lo previsto en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008." (subrayado fuera de texto)

Al respecto, los gastos anuales por concepto de AOM se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como un porcentaje (Porcentaje de AOM a reconocer - PAOMR) a partir de los gastos contables demostrados por el agente y condicionado a que los indicadores de calidad del servicio no se deterioren, siendo cubiertos dichos gastos en su totalidad por el usuario final vía tarifa.

En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo a los tres años reportados (2010 – 2012).

Dentro de la mencionada jornada, se solicitó a Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., realizara la verificación del cálculo del PAOMR para los años reportados en 2011 y 2012 con información relativa a 2010 y 2011 respectivamente, resultado de dicha verificación, la empresa determinó que el PAOMR 2012 fue igual a 2,65%.

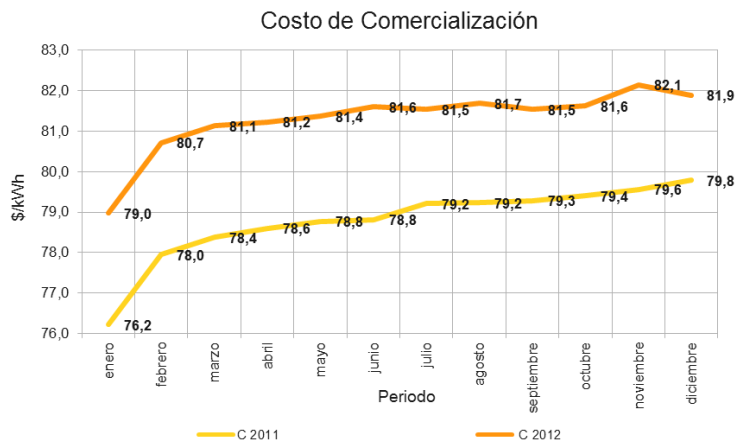
Componente de Comercialización, C

La componente de Comercialización incluye entre otros, los costos por concepto del margen de la actividad, el riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado, al Centro Nacional de Despacho CND, así como las contribuciones a la CREG y SSPD y los costos de atención comercial del usuario del servicio de energía eléctrica.

Como se puede observar de la gráfica 4.2.7., durante el año de 2012 mantuvo una tendencia constante con un promedio de 81,3 \$/kWh, llegando a un valor máximo que alcanzó los 82,15 \$/kWh y un mínimo 78,97 \$/kWh, variando en un rango de 3,18 \$/kWh. Así mismo, a partir del mes de enero la componente de comercialización presentó un pequeño crecimiento de un 4% en relación con el 2011.

En un análisis del peso relativo de la componente de comercialización respecto al costo unitario de prestación del servicio, CU, permite establecer que ésta componente ha representado en promedio un 20% del CU predominantemente.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Componente de Pérdidas, Pr

Esta componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, en la gráfica 4.2.8., se observa los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, que resultan en una variación promedio de 1,97 \$/kWh, alcanzando un máximo de 28,44 \$/kWh y un mínimo de 26,47 \$/kWh.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Año 2011 - 2012



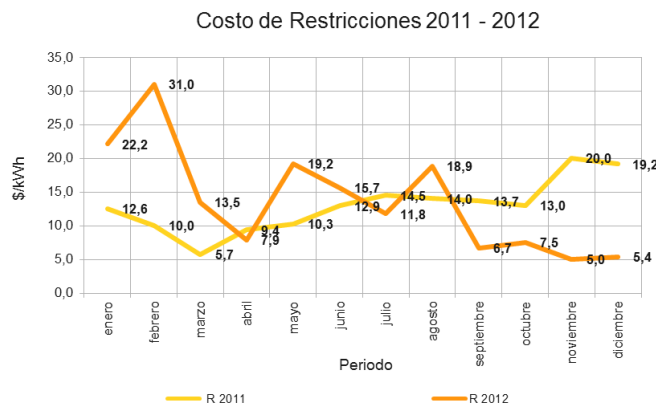
Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Componente de Restricciones, R

De acuerdo con la metodología tarifaria, las restricciones son limitaciones que presenta el Sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, etc.), esto da lugar a generaciones con energía forzada que pueden estar fuera de mérito, por lo tanto resultan más costosas que la generación de energía en condiciones ideales, estos costos por restricciones son trasladadas al usuario final.

La mayor variación presentada en el 2012 estuvo entre febrero y marzo con un 130%, que pasó de 31,10 \$/kWh a 13, \$/kWh y para los siguientes meses la componente de restricciones fluctuó en un rango de 26 \$/kWh con valores entre los 5,4 \$/kWh hasta 31,03 \$/kWh, tal como se observa en la gráfica 4.2.9.

Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión 1, con activos 100% propiedad de la empresa.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.10., podemos observar la tarifa aplicada por la Empresa de Energía de Boyacá a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 445,08 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 178,03 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.10. Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un decrecimiento del 11,19% en la tarifa, que para enero fue de 445,08 \$/kWh y para diciembre de 395,24 \$/kWh.

Es importante resaltar que la empresa hace uso de la opción tarifaria, dado que como se puede apreciar el valor del CU calculado en la sección 4.2.1., la cual obedece a la utilización de la Metodología de la CREG 119 de 2007 y las tarifas aplicadas por el prestador al estrato 4, en varios meses del año 2012, están calculadas con la aplicación de la Resolución CREG 168 de 2008.

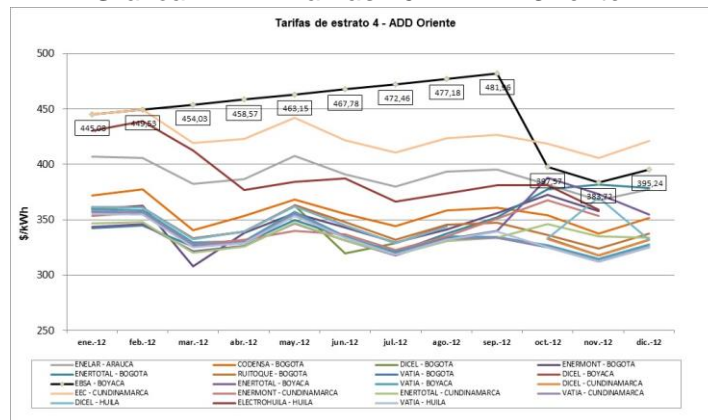
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Oriente.

Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el "Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.", y se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Oriente:

Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 ADD Oriente



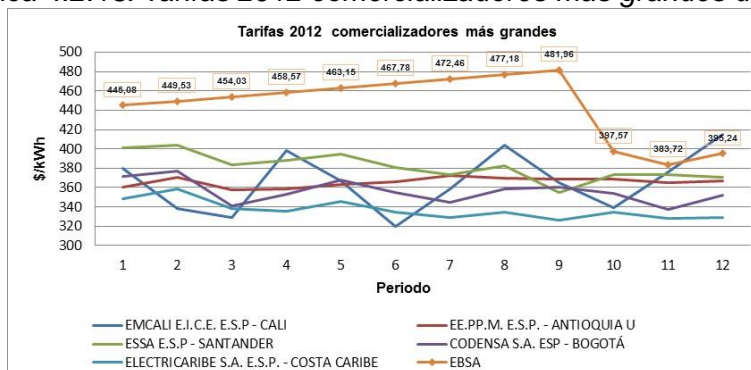
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

De la gráfica 4.2.11., se concluye que la empresa pasó de ocupar la primera posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la segunda, lo cual es apenas comprensible toda vez que su tarifa disminuyó un 11% aproximadamente.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores más grandes del país.

De la gráfica 4.2.13., se concluye que en comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene una tarifa alta.

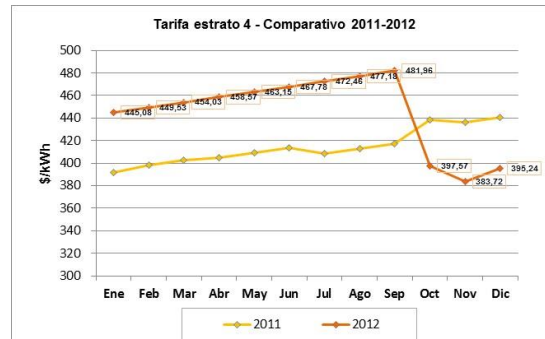
Gráfica 4.2.13. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.14. Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

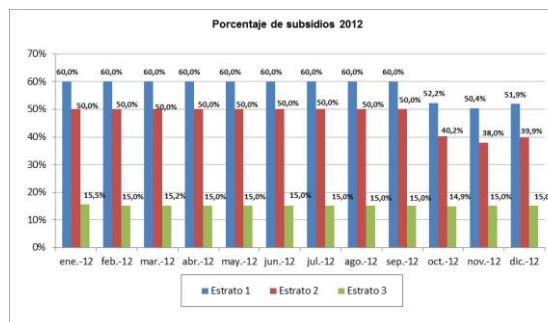
En la gráfica anterior podemos observar que la empresa mantiene un comportamiento estable, con tendencia al alza, de enero a septiembre, y luego toma una tendencia oscilatoria que en todos los meses del 2012 está influenciada por su pertenencia al ADD.

Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME¹ 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

En la gráfica 4.2.15., se presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

Gráfica 4.2.15. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Cálculo de Subsidios con base Tarifas publicadas por el prestador

4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.2.1., presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, de acuerdo con la información reportada al SUI por parte del prestador.

¹ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

Tabla 4.2.1. Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	5.916.295.575	7.009.828.231
Estrato 2	34.409.501.022	37.509.558.261
Estrato 3	3.455.661.327	3.815.899.250
Total Subsidios	43.781.457.924	48.335.285.742
Estrato 5	290.356.862	352.517.476
Estrato 6	453.158	669.125
Industrial	3.746.846.938	2.236.547.055
Comercial	8.182.628.394	9.402.292.338
Total Contribución	12.220.285.352	11.992.025.994
Déficit	-31.561.172.572	-36.343.259.748

Fuente: SUI

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó 15.15%, aproximadamente \$4.782 millones entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 48.335 millones, de los cuales el 78% (\$37.510 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 14% al estrato 1 (\$7.000 millones) y por último un 8% a los usuarios del estrato 3 (\$3.816 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$11.992 millones los cuales fueron en su mayoría (78%) del sector comercial (\$9.402 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 3%.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$36.343 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$48.335 millones y recaudar un total de \$11.992 millones por concepto de contribución.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observa en la tabla 4.2.2., lo siguiente:

Tabla 4.2.2. Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto	2011	2012
Subsidios	44.747.747.666	50.912.123.606
Contribuciones	46.365.253.343	17.760.924.911
Déficit / Superávit	1.617.505.677	-33.151.198.695
Giros	Presupuesto Nal	30.822.893
	FSSRI	674.252.111
		-

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$33.151 millones, los cuales son

cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$26.093 millones, no se registran traslados del FSSRI.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21,44%	39%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	19,1	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	50,2	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,52	36,4	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	2,54	Cumple

Fuente: SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., cumple con 4 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas distribuidoras y comercializadoras del servicio de energía eléctrica.

Con respecto al Indicador de Cuentas por pagar, referente incumplido por la prestadora esta comenta en el formato cargado por la Auditoria Externa de Gestión de Resultados: La empresa atiende las políticas de crédito otorgadas por los proveedores y las facturas se cancelan oportunamente, contrario a vigencias anteriores para esta no se hicieron pagos anticipados por tal razón el índice desmejoró.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Oportunidad de cargue

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP, presenta los siguientes formatos pendientes para el año 2012:

Tabla 6.1. Formatos pendientes de cargue.

Formato	Periodicidad	Período	Estado	Acto
FORMATO 1 - 3370 ENERCA SA ESP	MENSUAL	9	Pendiente	Resolucion SSPD 20121300017645
FORMATO 1 - 595 EEC-ESP	MENSUAL	9	Pendiente	Resolucion SSPD 20121300017645

Fuente SUI

Se evidencia que la empresa mencionada ha realizado los cargues correspondientes al año 2012, exceptuando la información del formato 1 (Reporte de información comercial y de calidad del servicio). Se debe tener en cuenta que el 37% de los formatos fueron reportados de manera extemporánea.

La información presentada a continuación se muestra en serie de datos, de la cual se puede observar las variaciones para el año analizado y la completitud de la misma.

Calidad de la información residencial

Consumo por estrato (Valores dados en GWh)

Tabla 6.2. Consumo por estrato.

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	882.36	5,195.25	2,694.74	534.33	131.46	-
Feb	942.08	5,411.35	2,840.59	549.00	134.04	-
Mar	1,471.63	12,141.21	2,847.66	563.30	145.19	0.50
Abr	916.75	5,274.46	2,753.83	557.12	145.46	-
May	903.82	5,242.01	2,738.31	561.94	151.23	-
Jun	1,690.74	13,537.57	3,215.88	649.96	163.64	0.96
Jul	864.52	4,993.51	2,578.21	527.89	139.83	-
Ago	1,036.68	5,861.85	3,051.69	613.77	165.38	-
Sep	1,668.61	13,102.41	3,052.64	618.05	164.15	0.74
Oct	805.30	4,498.14	2,346.78	482.27	130.88	-
Nov	866.66	4,861.84	2,530.18	516.79	139.44	-
Dic	1,428.71	10,802.20	2,430.80	495.54	128.44	1.08

Fuente SUI

Usuarios por estrato

Tabla 6.3. Usuarios por estrato.

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	2,004,385	11,824,934	6,142,934	1,242,326	306,772	-
Feb	2,118,708	12,195,117	6,411,142	1,265,280	309,846	-
Mar	3,348,354	27,903,259	6,395,475	1,288,486	332,953	1,162
Abr	2,020,977	11,650,910	6,093,950	1,258,871	330,266	-
May	1,972,703	11,462,710	5,998,555	1,257,405	341,632	-
Jun	3,714,220	29,983,692	7,005,224	1,443,129	365,267	2,182
Jul	1,849,778	10,706,374	5,536,426	1,157,253	308,596	-
Ago	2,196,639	12,443,851	6,488,629	1,332,326	361,552	-
Sep	3,560,454	28,178,156	6,453,190	1,332,482	356,714	1,637
Oct	1,988,618	11,125,048	5,812,331	1,216,724	332,597	-
Nov	2,178,213	12,239,490	6,378,921	1,328,099	360,958	-
Dic	3,675,781	27,701,627	6,353,709	1,318,566	344,414	2,732

Fuente SUI

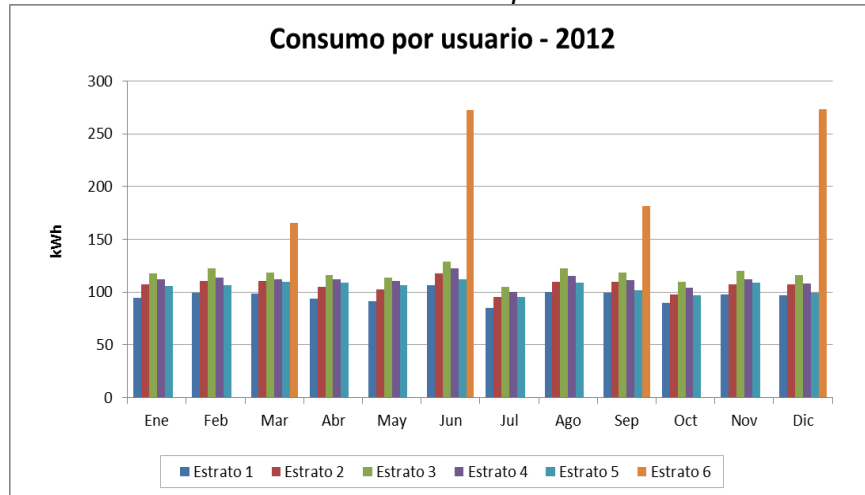
Consumo medio (GWh)

Tabla 6.4. Consumo medio.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	94.99	107.63	117.68	112.37	105.42	
Feb	99.66	110.75	122.54	113.86	106.62	
Mar	98.56	110.72	118.73	112.55	110.10	166.00
Abr	94.03	104.98	116.26	112.08	109.18	
May	91.31	102.61	114.08	110.68	106.29	
Jun	106.28	117.99	129.33	122.92	111.94	272.75
Jul	85.03	95.18	105.04	100.61	95.63	
Ago	100.51	110.11	122.83	115.53	109.20	
Sep	99.11	110.07	118.42	111.55	102.01	181.89
Oct	89.63	97.92	109.58	104.17	97.36	
Nov	97.51	107.48	120.01	112.29	108.92	
Dic	96.73	107.52	115.92	108.20	99.08	273.20

Fuente SUI

Grafica 6.1. Consumo por usuario.



Fuente SUI

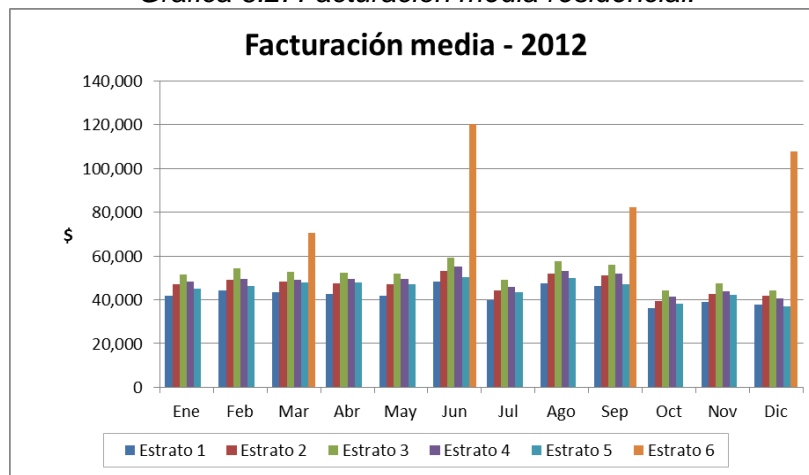
Facturación media (\$/factura)

Tabla 6.5. Facturación media residencial.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	41,814	47,287	51,624	48,329	45,174	
Feb	44,315	49,144	54,296	49,402	46,127	
Mar	43,316	48,177	52,867	49,205	48,012	70,767
Abr	42,656	47,528	52,536	49,601	48,086	
May	41,834	46,925	52,078	49,462	47,052	
Jun	48,377	53,272	59,370	55,363	50,151	120,190
Jul	39,741	44,395	48,916	45,895	43,330	
Ago	47,432	51,871	57,768	53,223	49,950	
Sep	46,446	51,180	56,016	51,742	46,940	82,209
Oct	36,296	39,592	44,244	41,291	38,313	
Nov	38,798	42,695	47,603	43,696	42,075	
Dic	37,596	41,926	44,349	40,664	36,950	107,737

Fuente SUI

Grafica 6.2. Facturación media residencial.



Fuente SUI

Calidad de la información no residencial

Consumo por sector (GWh)

Tabla 6.6. Consumo por estrato.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	8.19	4.48	1.93
Feb	8.57	4.31	2.12
Mar	10.43	4.43	2.58
Abr	8.20	4.27	2.03
May	8.24	4.35	2.09
Jun	10.52	4.98	2.53
Jul	7.72	4.61	1.97
Ago	8.54	5.07	2.23
Sep	10.38	5.31	2.63
Oct	7.95	4.59	2.02
Nov	8.62	5.18	2.12
Dic	10.19	4.91	2.31

Fuente SUI

Usuarios por sector

Tabla 6.7. Usuarios por estrato.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	23,805	1,421	2,277
Feb	23,889	1,417	2,263
Mar	26,271	1,531	4,232
Abr	24,042	1,362	2,293
May	24,134	1,347	2,315
Jun	26,618	1,684	4,321
Jul	24,315	1,376	2,329
Ago	24,452	1,443	2,332
Sep	26,986	1,760	4,322
Oct	24,698	1,476	2,340
Nov	24,844	1,488	2,341
Dic	27,537	1,804	4,344

Fuente SUI

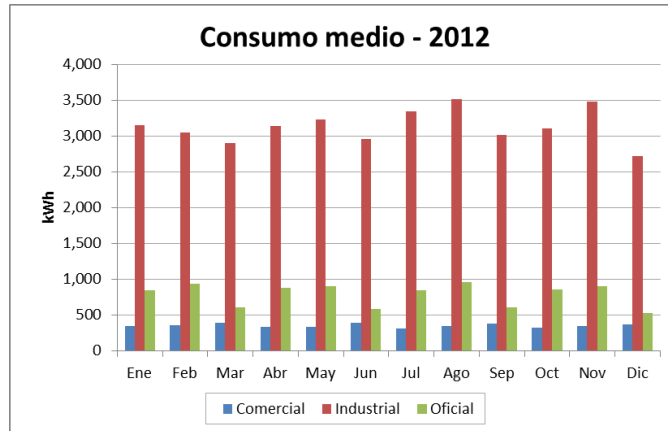
Consumo medio no residencial (kWh por usuario)

Tabla 6.8. Consumo medio no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	344.17	3,150.05	847.25
Feb	358.69	3,043.13	937.80
Mar	396.88	2,896.05	608.94
Abr	341.14	3,136.94	886.85
May	341.42	3,229.63	900.87
Jun	395.09	2,959.39	585.67
Jul	317.67	3,347.27	845.99
Ago	349.22	3,514.65	956.74
Sep	384.49	3,017.96	608.25
Oct	322.08	3,108.77	862.17
Nov	347.05	3,478.52	905.63
Dic	370.03	2,720.16	532.81

Fuente SUI

Grafica 6.3. Consumo medio no residencial.



Fuente SUI

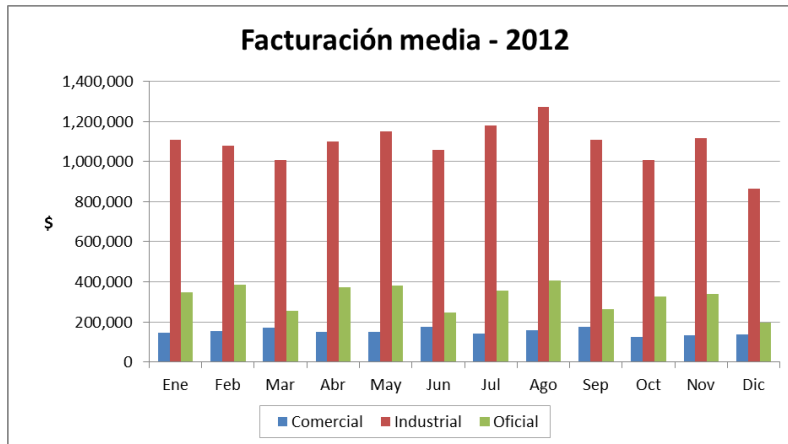
Facturación media (\$/factura)

Tabla 6.9. Facturación media no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	146,218.21	1,108,420.37	345,874.95
Feb	153,970.30	1,078,801.84	386,261.73
Mar	170,310.69	1,009,664.42	254,438.40
Abr	148,872.00	1,100,567.01	372,484.85
May	150,662.36	1,151,691.20	382,360.90
Jun	175,507.48	1,056,614.50	247,477.81
Jul	143,197.54	1,182,301.88	354,059.21
Ago	159,164.21	1,272,244.65	406,619.78
Sep	175,890.79	1,109,645.67	263,114.70
Oct	126,495.76	1,009,018.17	324,730.61
Nov	133,871.13	1,117,010.62	338,896.04
Dic	138,594.39	863,093.54	196,003.31

Fuente SUI

Grafica 6.4. Facturación media no residencial



Fuente SUI

Mesas de ayuda

En siguiente cuadro se muestra la información correspondiente a las mesas de ayuda cerradas y escaladas, registradas por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP

Tabla 6.10. Mesas de Ayuda registradas.

APLICACIÓN	ESTADO					
	APOYO	ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA	POR ESCAL./REPLICADA
CAMBIO DE DATOS				11		
CARGUE MASIVO				41		
ESTADOS FINANCIEROS				2		
FABRICA				6		
INFORMACION GENERAL				6		
LOGINS				2		
RUPS				1		
SITIO SUI				25		
VALIDADOR				11		1

Fuente SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones a la EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. ESP

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Dado el comportamiento general de la ADD Oriente, EBSA aplicó la opción tarifaria dentro de algunos meses en lo transcurrido durante los años 2011 y 2012, evitando con ello el cambio e impacto en las tarifas para sus usuarios.

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobrepuestos. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$36.343 millones.

Con relación a los resultados de la compañía la Auditoría de Gestión de Resultados emite un concepto de viabilidad con relación a la prestadora así:

“De acuerdo con lo evidenciado en la gestión de la entidad, la operación del servicio se desarrolla adecuadamente, así como el cumplimiento oportuno de las obligaciones financieras, laborales, tributarias, legales y operacionales como prestador del servicio Público de energía en el departamento de Boyacá.

La gestión desarrollada durante la vigencia de reporte permitió incrementar su recaudo, ejecutar el plan de inversiones proyectado de acuerdo con el plan de gestión y cumplir con la prestación del servicio con calidad y continuidad.

El análisis de los indicadores de riesgo basados en los reportes financieros, muestran resultados apropiados lo cual se ratifica con el desarrollo de la operación en la que se demuestra que la misma cumple con las obligaciones contraídas de manera oportuna y el servicio se presta adecuadamente, es por ello que podemos concluir que La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. es viable y permite dar tranquilidad a su administración en cuanto al cumplimiento de las diversas obligaciones que la empresa tiene contractualmente, sin que se observen por parte de nuestra firma situaciones que vayan en contrario a los beneficios que de esta deben recibir los usuarios, al igual que con su responsabilidad social, financiera y ambiental como lo establecen las características de la empresa como prestadora del servicio público de Energía.

El desarrollo normal del negocio en cuanto a los índices de gestión en función de la administración del riesgo: ponderación, probabilidad, magnitud y la definición de controles en cumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades como una E.S.P., permiten definir por parte de la AEGR que no existen situaciones que pongan en riesgo la viabilidad del servicio, excepto circunstancias extraordinarias o de casos fortuitos no controlables y conocidos al cierre del presente informe por nuestro grupo Auditor.”